

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**Análise das Perdas Não Técnicas em
conformidade com a Metodologia de Cálculo do
PRORET e Consulta Pública 029/2020: estudo
de caso aplicado a Distribuidoras de Energia
Elétrica**

Autor: Lucas Mello Nascimento
Orientadora: Prof. Dra. Paula Meyer Soares

Brasília, DF
2022



Lucas Mello Nascimento

**Análise das Perdas Não Técnicas em conformidade com a
Metodologia de Cálculo do PRORET e Consulta Pública
029/2020: estudo de caso aplicado a Distribuidoras de
Energia Elétrica**

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Dra. Paula Meyer Soares

Brasília, DF

2022

Lucas Mello Nascimento

Análise das Perdas Não Técnicas em conformidade com a Metodologia de Cálculo do PRORET e Consulta Pública 029/2020: estudo de caso aplicado a Distribuidoras de Energia Elétrica/ Lucas Mello Nascimento. – Brasília, DF, 2022-
Orientador: Prof. Dra. Paula Meyer Soares

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2022.

1. Perdas não Técnicas. 2. Regulação. I. Prof. Dra. Paula Meyer Soares. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise das Perdas Não Técnicas em conformidade com a Metodologia de Cálculo do PRORET e Consulta Pública 029/2020: estudo de caso aplicado a Distribuidoras de Energia Elétrica

CDU

Lucas Mello Nascimento

Análise das Perdas Não Técnicas em conformidade com a Metodologia de Cálculo do PRORET e Consulta Pública 029/2020: estudo de caso aplicado a Distribuidoras de Energia Elétrica

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 26 de Setembro de 2022:

Prof. Dra. Paula Meyer Soares
Orientadora

**Prof. Ms. Thelma Maria Melo
Pinheiro**
Convidada 1

Prof. Dr. Alex Reis
Convidado 2

Brasília, DF
2022

*Este trabalho é dedicado à minha família que,
mesmo com todos os obstáculos, sempre me apoiou e continuará me apoiando durante
toda minha trajetória.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre ao meu lado mesmo durante meus momentos mais difíceis sempre me fortalecendo e dando força para que eu pudesse seguir em frente.

Agradeço, também, a professora Paula Meyer por sua orientação, correções e ensinamentos disponibilizando parte de seu tempo para que o trabalho fosse realizado.

Agradeço aos meus pais, Luís e Ana, por fazerem o máximo para que tanto eu como meu irmão sejamos felizes em nossas trajetórias. Sem vocês nada disso poderia estar sendo feito.

Muito obrigado!

*“Consagre ao Senhor tudo o que você faz, e os seus planos serão bem-sucedidos.”
(Bíblia Sagrada, Provérbios 16:3)*

Resumo

A Regulação ocupa um espaço cada vez maior nos segmentos econômicos dos países interessados na manutenção de sistemas econômicos sustentáveis a curto e longo prazo. A ANEEL, como agência reguladora de energia elétrica do Brasil, tem feito seu papel atuando nos setores de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. No presente estudo, será apresentada uma das metodologias utilizadas pela agência na consolidação da regulamentação dos processos tarifários das distribuidoras brasileiras. Propõe-se, assim, descrever a estrutura das Perdas de energia, além de simular os impactos econômicos da atualização dos Procedimentos de Regulação Tarifária concernentes às perdas não técnicas. Pode-se considerar a metodologia utilizada pela agência robusta e coerente com a busca contínua pela melhoria no atendimento aos consumidores, além disso, a simplificação derivada da atualização da metodologia confere aos agentes do setor elétrico ainda maior estabilidade através das novas equações de metas e trajetórias destinadas às concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Palavras-chaves: Perdas Não Técnicas. Distribuição. Energia Elétrica. ANEEL.

Abstract

Regulation occupies an increasingly space in the most diverse economic segments of countries interested in maintaining sustainable economic systems as far as short and long term. ANEEL, as the electricity regulatory agency of Brazil, has played its role in production, transmission, distribution and sale of electricity. In this study, one of the methodologies used by the agency when consolidating tariff processes regulation of Brazilian energy distributors will be presented. It is proposed, therefore, to describe the structure of Energy Losses, in addition to simulating the economic impacts of updating the Tariff Regulation Procedures concerning non-technical losses. The methodology used by the agency can be considered robust and consistent with the continuous search for improvement in customer service, in addition, the simplification derived from the methodology update gives agents in the electricity sector even greater stability through the new equations of goals and trajectories destined to electric energy distribution concessionaires in Brazil.

Key-words: Non-technical Losses. Distribution. Electric Energy. ANEEL.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2020. Fonte: IEA, 2021	18
Figura 2 – Linhas de Transmissão Brasil. Fonte: ONS, 2021	19
Figura 3 – Concessionárias e Permissionárias. Fonte: Elaboração Própria	21
Figura 4 – Perdas no setor Elétrico. Fonte: ANEEL, 2022	23
Figura 5 – Versões do PRORET de Perdas Não Técnicas. Fonte: ANEEL, 2021	25
Figura 6 – Perdas Históricas no Brasil. Fonte: ANEEL, 2021	25
Figura 7 – Perdas por concessão em 2019. Fonte: ANEEL, 2021	26
Figura 8 – Fluxograma da Metodologia. Fonte: Elaboração Própria	27
Figura 9 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET novo. Fonte: Elaboração Própria	37
Figura 10 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET antigo. Fonte: Elaboração Própria	39
Figura 11 – Comparação Perdas Não Técnicas entre metodologias. Fonte: Elabora- ção Própria	39
Figura 12 – Diferenças entre percentuais regulatórios. Fonte: Elaboração Própria	40
Figura 13 – Impacto Econômico - Equatorial Piauí. Fonte: Elaboração Própria	40
Figura 14 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET novo. Fonte: Elaboração Própria	42
Figura 15 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET antigo. Fonte: Elaboração Própria	43
Figura 16 – Comparação Perdas Não Técnicas entre metodologias. Fonte: Elabora- ção Própria	43
Figura 17 – Diferenças entre percentuais regulatórios. Fonte: Elaboração Própria	44
Figura 18 – Impacto Econômico - EMT. Fonte: Elaboração Própria	44

Lista de tabelas

Tabela 1 – Resultados Índice de Complexidade	29
--	----

Lista de abreviaturas e siglas

ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASRO	Áreas com Severas Restrições Operativas
BT	Baixa Tensão
CP	Consulta Pública
DATASUS	Departamento de Informática do Sistema Único de Saúde
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INEP	Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira
NT	Nota Técnica
PNAD	Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RTP	Revisões Tarifárias Periódicas
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado
SIDRA	Sistema IBGE de Recuperação Automática
SIN	Sistema Interligado Nacional

Sumário

	Introdução	14
	Metodologia	16
1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	17
1.1	Transmissão	19
1.2	Distribuição	20
1.3	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	21
2	PERDAS ELÉTRICAS	23
2.1	Perdas Técnicas	24
2.2	Perdas Não Técnicas	24
3	PRORET 2.6 A - PERDAS DE ENERGIA	27
3.1	Ranking de Complexidade	27
3.2	Metas e Ponto de Partida	29
3.3	Ponto de Partida e Trajetória	30
3.4	Comparação PRORET antigo/PRORET vigente	31
4	ESTUDO DE CASO	33
4.1	Consulta Pública 029/2020	33
4.2	Impactos Econômicos	35
4.2.1	Equatorial Piauí	35
4.2.1.1	Cálculo - PRORET novo	35
4.2.1.2	Cálculo - PRORET antigo	37
4.2.1.3	Resultado do Impacto Econômico	39
4.2.2	Energisa Mato Grosso	40
4.2.2.1	Cálculo - PRORET novo	41
4.2.2.2	Cálculo - PRORET antigo	42
4.2.2.3	Resultado do Impacto Econômico	43
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
	REFERÊNCIAS	46

ANEXOS	48
ANEXO A – MATRIZ DE PROBABILIDADES	49

Introdução

Ainda que a função regulatória exista no cenário brasileiro desde sua formação como Estado, o setor regulatório apresenta seu principal período de crescimento a partir do programa desestatizador iniciado em 1990 com a criação das duas primeiras agências reguladoras, ANEEL, no setor de energia elétrica, e ANATEL, no setor de telecomunicações. Indispensáveis para o funcionamento adequado das atividades econômicas e prestações de serviços públicos, tais agências, constantemente, são alvos de críticas oriundas das mais diversas esferas da sociedade, comportamento esperado considerando a complexidade de atuação das agências([GANIM, 2019](#)).

Dentre alguns dos temas abordados pela ANEEL, destaca-se a metodologia das Perdas de Energia, descrita no Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) 2.6 e rediscutida através de Consulta Pública. A metodologia trata das perdas regulatórias definidas nas Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Essas perdas, por sua vez, podem ser divididas em Perdas Técnicas, que são aquelas relacionadas ao próprio funcionamento de sistemas elétricos e definidos a partir do Procedimento de Distribuição (PRODIST), e Perdas Não Técnicas, também conhecida como perdas comerciais, que são aquelas relacionadas principalmente ao furto de energia através de ligações clandestinas e adulterações de medidores elétricos([ANEEL, 2021a](#)).

Como objetivo geral, o estudo realizado e apresentado neste documento foi elaborado pelo autor com o propósito de apresentar a metodologia vigente de Perdas Não Técnicas além de simular os impactos econômicos provenientes da alteração da metodologia ocorrida a partir da consulta pública 029/2020. O trabalho se justifica em vista da grande importância da questão no recebimento de receita por parte das distribuidoras e nos benefícios gerados aos agentes envolvidos, incluindo-se os consumidores legais que são responsáveis pelo pagamento da energia consumida e, ainda, de parte da energia desviada ilegalmente como perdas não técnicas.

Objetivo Geral

Realizar um estudo comparativo referente a metodologia atual utilizada pela ANEEL ao tratamento das perdas não técnicas e a anterior observando os seus efeitos econômicos aplicados a duas concessionárias de distribuição de energia.

Objetivos específicos

- Apresentar a metodologia de cálculo do PRORET utilizada pela ANEEL para perdas não técnicas;
- Apresentar a metodologia de cálculo do PRORET anterior utilizada pela ANEEL para as perdas não técnicas;
- Aplicar a metodologia a duas concessionárias de distribuição de energia no Brasil observando os efeitos econômicos no que tange a apuração dos resultados das perdas não técnicas;
- Realizar estudo comparativo obtido com os cálculos obtidos com as diferentes metodologias.

Metodologia

O estudo realizado no presente trabalho partiu, primariamente, da análise e levantamento de informações obtidas na literatura como meio de se estruturar uma base sólida para o planejamento e desenvolvimento do estudo de caso proposto. Para isso foram analisados e detalhados alguns aspectos introdutórios sobre o setor elétrico brasileiro bem como sobre as perdas técnicas e não técnicas de energia.

O trabalho foi dividido em quatro capítulos visando uma melhor organização de cada tema tratado. O primeiro capítulo enfatiza definições essenciais para um melhor entendimento a respeito do setor elétrico brasileiro.

No segundo capítulo, a revisão bibliográfica é focada nos dois tipos de perdas elétricas existentes, a perda técnica inerente a qualquer processo físico e a perda não técnica derivada em sua grande maioria pelos furtos e fraudes de energia.

No terceiro capítulo é realizada uma descrição sobre os procedimentos adotados e definidos pela ANEEL quando do tratamento das perdas não técnicas. As equações e as premissas utilizadas são expostas visando o melhor entendimento dos leitores e preparando o caminho para o estudo de caso realizado no capítulo seguinte.

Por fim, no último capítulo, é feita uma breve descrição da consulta pública realizada pelo regulador com vias de catalogar as contribuições levantadas e discutidas com os agentes que resultaram na metodologia vigente de tratamento das perdas não técnicas. Segue-se com a reprodução dos cálculos conforme a metodologia vigente e conforme a antiga metodologia para duas concessionárias escolhidas a fim de se calcular o impacto econômico obtido com a troca entre as metodologias. As informações utilizadas para os cálculos foram retiradas do endereço eletrônico da ANEEL¹ na seção referente às consultas públicas de revisão tarifária das concessionárias.

¹ <https://www.gov.br/aneel/pt-br>

1 Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é um dos mais complexos e maiores do mundo. De acordo com os dados da ANEEL, são cerca de 89,9 milhões de unidades consumidoras atendendo a uma população de 208,4 milhões de pessoas(ANEEL, 2021b).

O fluxo e a distribuição de energia é realizado por meio de um sistema conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional) composto por 4 subsistemas: Centro-Oeste/Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.

Uma vez que o Brasil é um país de proporções continentais, a ligação entre os subsistemas permite que seja aproveitada os diferentes regimes hidrológicos do país compensando-se a escassez de geração de alguma região com a fartura de outra, entretanto um sistema interligado apresenta também suas complexidades derivadas da robustez de sua estrutura, essas dificuldades são enfrentadas diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a entidade incumbida pela operação do SIN além de planejar a operação dos sistemas isolados do país sob a tutela da agência reguladora(COSTA, 2020).

Por outro lado, a constituição da matriz elétrica brasileira, ou seja, o conjunto das fontes utilizadas somente para a geração de energia elétrica no Brasil apresenta predominância das energias renováveis em detrimento das não renováveis muito por causa do vasto potencial do país, seja ele hidráulico, solar, eólico ou até mesmo orgânico através da geração de energia a partir da biomassa. A energia derivada das hidrelétricas segue na ponta com a maior fatia da matriz elétrica brasileira com cerca de 400 mil GWh de produção de energia ao ano e pelo que tudo indica deve seguir como a principal fonte de energia elétrica durante um bom período haja visto que o Brasil ainda apresenta cerca de 70% de seu potencial hidráulico a ser aproveitado, além de tratar de uma tecnologia amplamente utilizada e madura capaz de mesmo quando sujeitas a secas rigorosas garantir solidez ao SIN(EPE, 2022).

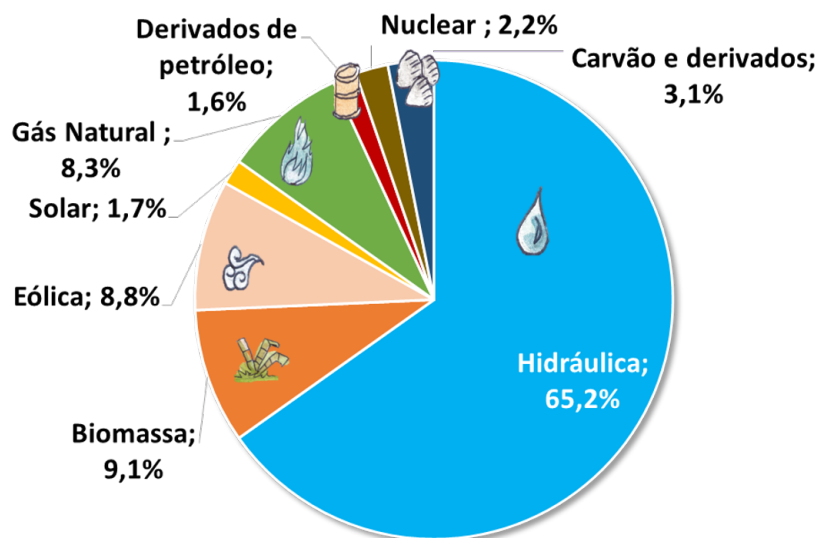


Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2020. Fonte: IEA, 2021

Quanto às novas fontes de energia (eólica e solar), é possível destacar sua rápida penetração na matriz elétrica com a energia solar partindo de 59 GWh de geração no ano de 2015 para incríveis 10750 GWh no ano de 2020. Já a energia eólica aparece com relativa importância desde pelo menos uma década com sua produção partindo de 2177 GWh em 2010 para cerca de 60 mil GWh em 2020 alavancados pelos empreendimentos no litoral do nordeste cujos potenciais eólicos são ótimos. Tudo indica que esses valores tendem a crescer ainda mais com a maturação tecnológica dessas fontes e no caso da energia solar impulsionada também devido às políticas de incentivo para geração distribuída afetando principalmente os mercados residenciais e comerciais das distribuidoras(IEA, 2021).

Com comportamento de queda em relação ao ano de 2015 podemos citar as fontes derivadas de petróleo, gás natural e carvão mineral. Tal comportamento conduz o país para uma matriz ainda mais limpa uma vez que essas três fontes se enquadram no grupo das fontes de energia não renováveis. Por exemplo, enquanto a geração de energia através de carvão mineral e gás natural foram de, respectivamente, 27 mil GWh e 80 mil GWh em 2015 elas recuaram para 17 mil GWh e 53 GWh mil no ano de 2020(IEA, 2021).

No que diz respeito a geração nuclear, o Brasil segue com uma produção relativamente baixa de 14 mil GWh ao ano que permanece constante desde 2010, porém é previsto um acréscimo dentro dos próximos anos quando da entrada em operação da usina Angra 3 que atualmente se encontra em construção e que, então, se juntará às outras duas usinas nucleares do complexo Angra(IEA, 2021).

1.1 Transmissão

Posteriormente à geração de energia elétrica, faz-se necessário que a energia gerada chegue até os pontos de consumo para abastecimento da população, como o Brasil apresenta certa particularidade por ter seus centros de consumo distantes do local da geração muito por causa das grandes hidrelétricas, essa energia viaja por longas distâncias sendo esse transporte de responsabilidade das transmissoras de energia elétrica atuantes no país. O sistema de transmissão brasileiro é caracterizado por longas linhas que percorrem diversos estados com tensões variadas que vão desde 138 kV até 765 kV utilizando-se de forma majoritária corrente alternada (ONS, 2021).

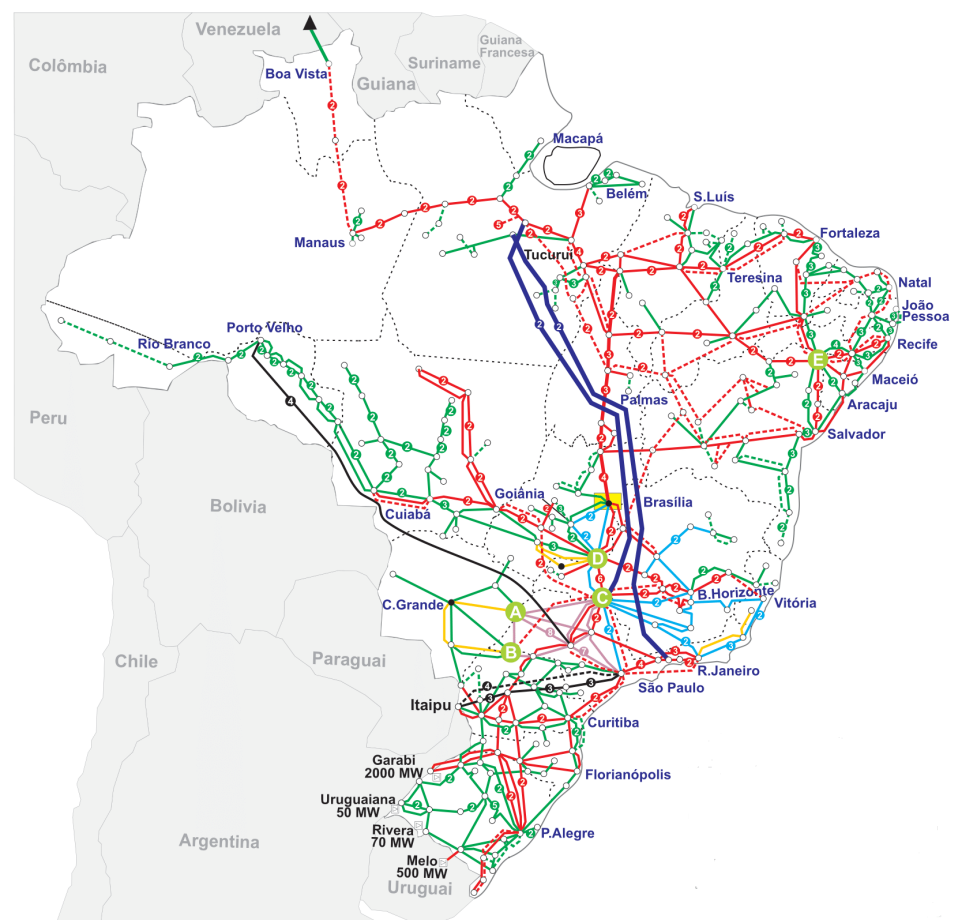


Figura 2 – Linhas de Transmissão Brasil. Fonte: ONS, 2021

Atualmente o setor de transmissão abarca cerca de 173 mil quilômetros de linhas com tensão superior a 230 kV. Conforme a figura 2, pode-se observar as linhas de transmissão com as tensões diferenciadas através das cores. Nota-se uma grande concentração de linhas nos principais centros e uma ausência de linhas principalmente na região Norte, onde se encontram a maioria dos sistemas isolados do sistema elétrico brasileiro(ONS,

2021).

Por transportarem grandes pacotes de energia através dos subsistemas presentes no SIN, as linhas de transmissão apresentam importância estratégica para o país e são monitorados em tempo integral pelo ONS que operam as linhas e auxiliam no planejamento da expansão do setor sob tutela da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por ser o órgão garantidor do funcionamento da interligação entre geração e transmissão de energia, apresenta seus objetivos definidos de forma clara:

- Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;
- Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

1.2 Distribuição

Após a transmissão da energia para os centros de consumo, o novo transporte, agora das subestações para o consumidor, é feito através das distribuidoras de energia elétrica. A distribuição é desempenhada pelas diversas concessionárias e permissionárias com limite geográfico bem definido no ato de outorga que incumbe às empresas pela manutenção, expansão e operação das redes a fim de que sejam atendidos os consumidores e que por fim estes possam acessar a energia elétrica para consumo próprio não obstante o pagamento das tarifas de consumo estipuladas pelo órgão regulador (GANIM, 2019).

Caracteriza-se também pela diminuição da tensão entregue pelas transmissoras. Atualmente existem um pouco mais de 50 distribuidoras operando no Brasil, tendo esse número diminuído nos últimos devido às incorporações materializadas pelas empresas que, a princípio, acarretam em um ganho de efetividade através do aumento de escala. Quanto às permissionárias, existem cerca de 38 delas e operam em áreas geográficas bem inferiores às concessionárias de distribuição.

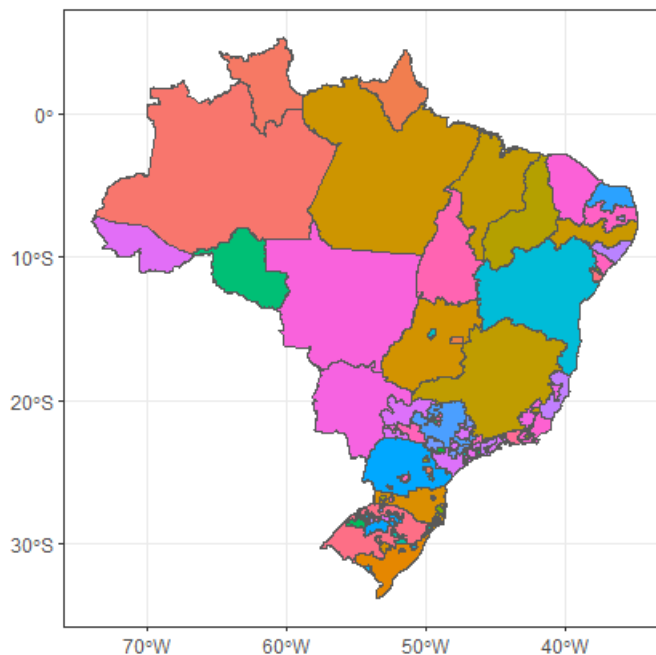


Figura 3 – Concessionárias e Permissionárias. Fonte: Elaboração Própria

Observa-se na figura 3 que diversas das distribuidoras apresentam áreas de concessão semelhantes aos limites geográficos estaduais, ou seja, a concessão abrange toda a unidade da federação, entretanto nas regiões sudeste e sul pode-se destacar uma pulverização de concessionárias e permissionárias, com diversas delas apresentando áreas de atuação pequenas se comparadas com as demais. Por tratarem diretamente com o consumidor, as distribuidoras formam a ligação entre sociedade e setor elétrico que a partir das tarifas estipuladas nas revisões e reajustes tarifários, remuneram os serviços desempenhados até a chegada ao destino final, ou seja, geração, transmissão e distribuição(ANEEL, 2022b).

1.3 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi constituída a partir da lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A agência reguladora é uma autarquia sob regime especial com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Sua finalidade principal é regular e fiscalizar a geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica da federação(ANEEL, 2022a).

Conforme definido por lei, a ANEEL deve seguir algumas diretrizes a fim de atingir seu objetivo fim e proporcionar condições favoráveis para os agentes e para os consumidores que gere a maturação do mercado de energia elétrica. Suas diretrizes conforme decreto 2.335/97 são:

- **I-** Prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações e canais que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes da sociedade;
- **II-** Regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplificado e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento às necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;
- **III-** Adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos;
- **IV-** Criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;
- **V-** Criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato;
- **VI-** Adoção de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica a áreas de renda e densidade de carga baixas, urbanas e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais;
- **VII-** Educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica;
- **VIII-** Promoção da execução indireta, mediante convênio, de atividades para as quais os setores públicos estaduais estejam devidamente capacitados;
- **IX-** Transparência e efetividade nas relações com a sociedade.

A Diretoria da ANEEL, tanto o Diretor-Geral como os demais diretores são nomeados pelo Presidente da República e cumprem mandatos não coincidentes de quatro anos. Além da função reguladora, a ANEEL também assegura que os agentes de geração, transmissão e distribuição cumpram suas responsabilidades através de sua função fiscalizadora.

2 Perdas Eléctricas

As perdas eléctricas podem ser encontradas em quaisquer processos envolvendo a transformação ou transporte de energia, apenas uma parcela da energia total do processo irá ser aproveitada. Em um sistema considerando as distribuidoras de energia eléctrica, as perdas podem ser definidas como a energia disponibilizada pelas subestações da concessionária subtraída da energia consumida final que, por sua vez, pode se encaixar em dois grupos de perdas distintos, a perda técnica é aquela derivada do próprio processo da distribuição, ou seja, inerente à distribuidora, já a perda não técnica é aquela derivada do não faturamento da energia eléctrica entregue pela distribuidora e são comumente chamadas de fraude ou furto de energi(ANEEL, 2022c).

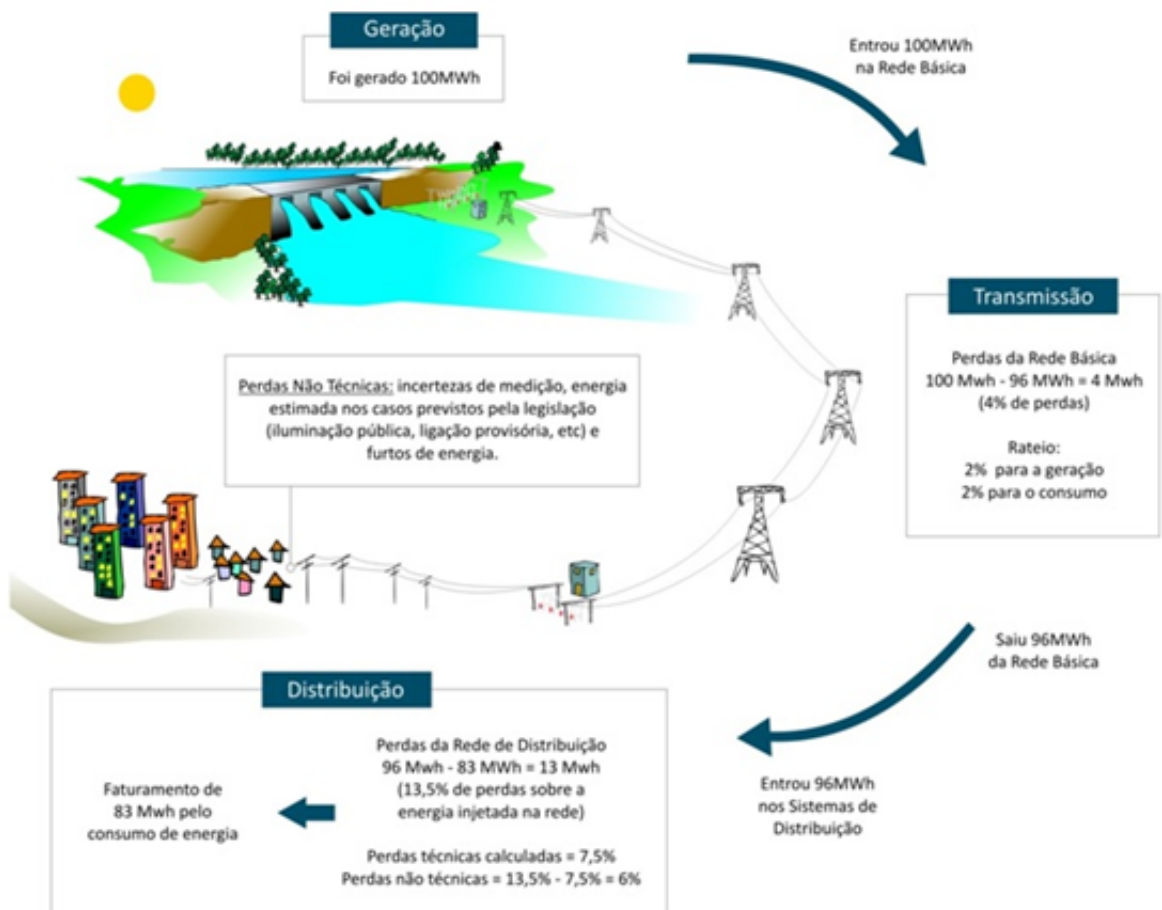


Figura 4 – Perdas no setor Eléctrico. Fonte: ANEEL, 2022

Na figura 4 é possível identificar o efeito das perdas técnicas e não técnicas no

faturamento da energia desde a geração até o consumidor final, no caso exemplificado a geração de 100 MWh é parcialmente aproveitada e apenas 83 MWh é realmente consumido e faturado.

2.1 Perdas Técnicas

Decorrentes da própria interação das correntes elétricas com os campos eletromagnéticos circundantes, estão associadas na maioria das vezes ao efeito joule que consiste na conversão da energia elétrica em calor quando da passagem de uma corrente elétrica. Também incluso nas perdas técnicas estão aquelas provenientes das perdas por histerese que se referem às perdas obtidas quando algum material magnético é submetido a um campo magnético alternado, os dipolos sofrem atrito para realizar a inversão de polaridade a cada ciclo(ACENDE BRASIL, 2017).

Como a ANEEL submete as distribuidoras a exigências relacionadas a níveis e padrões de qualidade de perdas técnicas, as concessionárias buscam sempre obter a maior eficiência possível a fim de atingir maiores lucros através de reduções de perdas técnicas. São calculadas através das regras definidas no Módulo 7 do Prodist. Já que são inerentes ao desempenho da distribuição, os custos provenientes dessas perdas são considerados na tarifa de energia, tendo a ANEEL a responsabilidade de calcular os valores regulatórios de cada concessão. Os percentuais regulatórios são definidos a cada 4 ou 5 anos nas revisões tarifárias periódicas (RTP).

2.2 Perdas Não Técnicas

As perdas não técnicas também conhecidas como perdas comerciais provêm principalmente dos furtos e fraudes porém também podem acontecer devido a erros de leitura. Quando há perdas não técnicas, significa que o faturamento de energia ocorreu de maneira incorreta desequilibrando o sistema distribuidora/consumidor, tais efeitos mesmo que aparentemente imperceptíveis para a maioria dos consumidores afeta a qualidade do fornecimento de energia elétrica de maneira geral além de elevar o custo total da tarifa. Esse tipo de perdas está intrinsecamente ligado às condições socioeconômicas e refletem muitas vezes o nível de desenvolvimento das regiões. Outro ponto importante de se destacar envolve o nível de criminalidade que frequentemente alavanca a quantidade de ligações criminosas de energia e, ainda, age de forma a impedir que a concessionária trabalhe para desfazê-las através de intimidações aos funcionários das distribuidoras. Também pode-se apontar a influência cultural das sociedades já que nem todas as regiões com baixo índice de desenvolvimento e alta criminalidade apresentam altos índices de perdas não técnicas, esse é o caso de alguns países na América do Sul(TEIXEIRA, 2020).

A fim de tratar da questão das perdas não técnicas no setor elétrico brasileiro, a ANEEL estabelece no Submódulo 2.6 do PRORET limites regulatórios através de uma metodologia de benchmark que divide as distribuidoras em dois clusters de grandeza (distribuidoras grande e distribuidoras pequenas) e as comparam entre si gerando metas e trajetórias regulatórias. Entretanto, caso os limites estabelecidos sejam ultrapassados, a distribuidora arca com o excedente das perdas não técnicas e com isso pode ter seu balanço econômico sensivelmente afetado, por isso a metodologia está em constante evolução e discussão sendo os agentes bastante participativos nos processos de consulta pública, audiência pública e tomada de subsídios acerca do tema(ANEEL, 2022d).

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 40/2010)	Resolução Normativa nº 457/2011, de 8/11/2011	11/11/2011
1.1	Primeira revisão	Resolução Normativa nº 585/2013, de 5/11/2013	18/11/2013 a 23/12/2014
1.2	Segunda revisão	Resolução Normativa nº 640/2014, de 16/12/2014.	24/12/2014 a 05/05/2015
2.0	Terceira Revisão	Resolução Normativa nº 660/2015, de 28/04/2015.	06/05/2015 em diante

Figura 5 – Versões do PRORET de Perdas Não Técnicas. Fonte: ANEEL, 2021

O PRORET de perdas não técnicas teve sua nova versão aprovada no dia 1 de Fevereiro de 2022, já que de tempos em tempos a discussão é iniciada para melhorias metodológicas e possíveis reajustes. Os documentos podem ser encontrados no site da ANEEL e são escritos de maneira concisa e objetiva de modo a garantir fácil interpretabilidade e manter a coerência regulatória para os agentes do setor e também para o mercado.

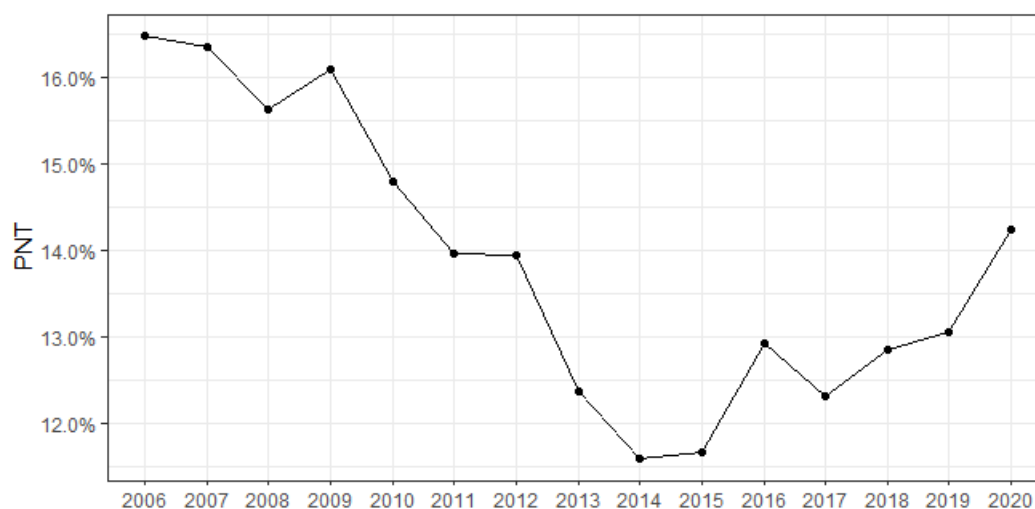


Figura 6 – Perdas Históricas no Brasil. Fonte: ANEEL, 2021

Para uma melhor análise do contexto atual das perdas não técnicas no setor elétrico brasileiro, podemos observar na figura 6 o comportamento das perdas não técnicas de 2006 até 2020, os esforços em combater as perdas e conscientizar os cidadãos surtiram efeito no período inicial até o ano de 2015 que também está relacionado ao início da recessão no país e a partir daí as perdas voltam a subir novamente e chegam a passar o nível de 14% em relação à energia injetada. Considerando o setor como um todo, o ano de 2014 apresentou o menor índice de perdas não técnicas com valor de 11,58% já o pior índice foi o de 2006 quando as perdas chegaram a 16,47%, para o cálculo da média setorial foram desconsideradas aquelas distribuidoras que deixaram de existir ou foram fundidas em qualquer parte do período entre 2006 e 2020(FRANCELINO, 2018).

Como forma de se analisar a situação geográfica das perdas ao redor do país, foi elaborado um mapa das Perdas Não Técnicas no qual é possível observar a severidade dos índices de acordo com a tonalidade da área da concessionária, pode-se observar um grande nível de perdas na região Norte com destaque para o estado do Amazonas com um nível de perdas superior a 100%, na região Sudeste destaca-se as concessões no Rio de Janeiro também com altos índices de Perdas Não Técnicas, problema esse já debatido em outras discussões pelas concessionárias Enel Rio e Light com o regulador.

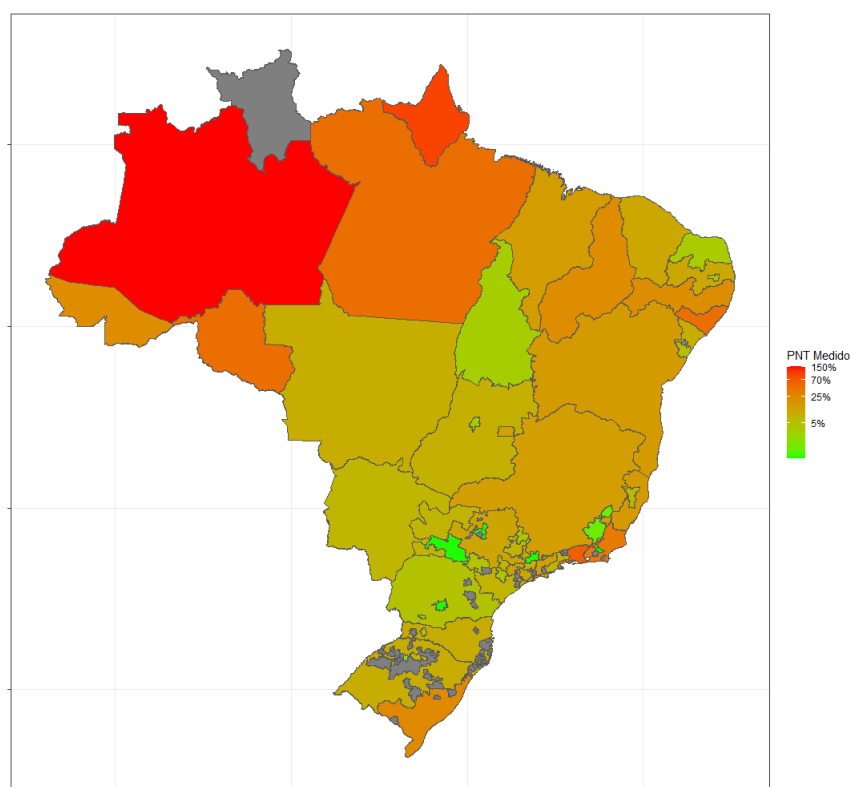


Figura 7 – Perdas por concessão em 2019. Fonte: ANEEL, 2021

3 PRORET 2.6 A - Perdas de Energia

Com o objetivo de estabelecer a metodologia definidora dos percentuais de perdas de energia regulatórias que serão aplicadas nos processos de revisão tarifária das concessionárias de serviço público, aplicam-se apenas às concessionárias de distribuição que foram prorrogadas nos termos do Decreto nº8461/15 ou também àquelas que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº2195/2016.

Os dados utilizados na composição da base utilizada na metodologia é recebida via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado (SAMP) e, em casos de valores discrepantes, apurados de forma específica pela ANEEL que pode também solicitar informações adicionais. No processo de definição das metas de perdas não técnicas usa-se o mercado medido, entretanto, durante a construção do balanço energético, é utilizado o mercado faturado. A figura abaixo demonstra de forma resumida os passos necessários para a aplicação da metodologia segundo o PRORET.

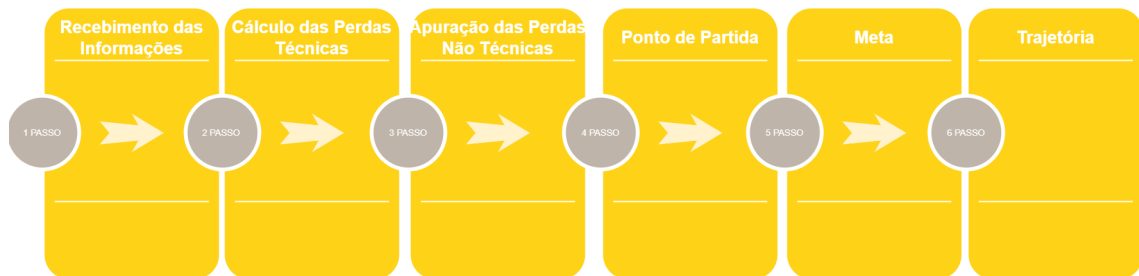


Figura 8 – Fluxograma da Metodologia. Fonte: Elaboração Própria

A ANEEL utiliza a abordagem de análise comparativa (yardstick competition¹) para definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas para cada distribuidora, sendo essa abordagem realizada através da construção de uma matriz de probabilidade entre as diversas áreas de concessão do Brasil. As distribuidoras podem ser comparadas com as demais distribuidoras encontradas em seu cluster de grandeza, no grupo 1 estão as distribuidoras que possuem mercado de baixa tensão (BT) superior a 700 GWh/ano, já as demais se encontram no grupo 2.

3.1 Ranking de Complexidade

Para a geração das matrizes de probabilidade e posterior comparação entre as Distribuidoras, é realizada a construção de um ranking de complexidade através de uma

¹ Regulação no qual as empresas competem entre si, através de comparações por custo eficiente.

regressão em painel com diversas variáveis socioeconômicas de modo a explicar a variável dependente (perdas não técnicas). Dentre as variáveis que apresentam maior grau explicativo em relação a variável dependente de acordo com as discussões realizadas durante a consulta pública podemos destacar:

- **SUB** - Dados referentes à planilha SIDRA 3379, trata da quantidade de domicílios com presença identificada de aglomerados subnormais;
- **ADM** - Dados referentes à planilha SIDRA 3508 e também da PNAD que trata do número de domicílios particulares permanentes e sobre condições acerca da existência de saneamento;
- **RGA** - Dados referentes à planilha SIDRA 1955 e também da PNAD que trata do número de domicílios particulares e sobre condições acerca do abastecimento de água e canalização interna;
- **IDEBMEDIO** - Dados provenientes do INEP que retratam o índice de desenvolvimento da educação básica por município;
- **EFICOPER2** - Eficiência proveniente da relação entre PMSO/PMSO regulatórios calculado pela ANEEL através das contas enviadas pelas concessionárias via balancete mensal padronizado e metodologia de custos operacionais;
- **HMVCI** - Variável proveniente do DATASUS referente aos óbitos por causas externas (Agressões, Eventos de intenção indeterminada, Intervenções legais e operações de guerra).

Devido à grande quantidade de variáveis (33 variáveis em um primeiro estágio) possíveis para regressão, a escolha das regressões é feita de forma automática através de um algoritmo que foi programado para realizar todas as combinações possíveis de modelos que, entretanto, precisam atingir algumas métricas pré-estabelecidas, de acordo com a nova versão do PRORET essas métricas são:

- A combinação precisa necessariamente conter uma variável de habitação, uma de renda, uma de infraestrutura e uma de violência;
- O P-valor da regressão precisa ser menor que 0,1;
- Os sinais das variáveis precisam estar corretos, ou seja, caso uma regressão aponte que quanto maior a quantidade de latrocínio menor as perdas esse modelo deve ser descartado;
- Filtra-se apenas os modelos com a raiz quadrada do erro médio que se encontram no top 10%.

Tabela 1 – Resultados Índice de Complexidade

Distribuidora	Complexidade
CEA	0,522
Equatorial PA	0,488
Amazonas Energia	0,430
Light	0,324
CELPE	0,289
Energisa AC	0,280
COELBA	0,277
EDP ES	0,267
ENEL RJ	0,260
Equatorial MA	0,246
ENEL SP	0,229
Energisa RO	0,222
Enel CE	0,218
Energisa PB	0,206
Energisa SE	0,181

Com os resultados das regressões, é construído um ranking de complexidade que pode ser observado na tabela 1 para as 15 empresas mais complexas do grupo 1². Pode-se observar que dentre as empresas com maiores índices de complexidade estão aquelas que operam em áreas de concessão com piores índices econômicos e/ou áreas de concessão com altos índices de violência, retratando exatamente o proposto pela metodologia.

A partir dos resultados das regressões e com os valores de perdas não técnicas das distribuidoras, é elaborada a matriz de probabilidade que servirá de base para a definição das metas de perdas não técnicas das distribuidoras para o próximo ciclo tarifário. Na atual metodologia foram selecionados 138 modelos e, portanto, foram geradas 138 matrizes de probabilidade que são transformadas em uma única matriz através da média de cada célula matricial, a matriz de probabilidade pode ser encontrada no anexo A deste documento. Nas subseções a seguir serão retratados as etapas mais importantes para o devido cálculo das Perdas Não Técnicas regulatórias segundo a versão mais atualizada do PRORET.

3.2 Metas e Ponto de Partida

Para definição do ponto de partida é traçada uma meta a partir da matriz de probabilidade, a equação utilizada para o cálculo da meta pode ser observada na equação

² Foi escolhido o ranking de complexidade do grupo 1 já que o estudo de caso aborda duas concessionárias do grupo (concessionárias de grande porte).

3.1³.

$$Meta(i) = Prob(i) \times P_{bench} + [1 - Prob(i) \times P(i)] \quad (3.1)$$

Onde:

Meta(i) = Meta da empresa (%);

Prob(i) = Probabilidade do benchmark estar em área mais complexa;

P_{bench} = Percentual das Perdas Não Técnicas sobre o mercado BT praticado pela empresa benchmark potencial;

P(i) = Média percentual de Perdas Não Técnicas praticado pela empresa nos últimos três anos civis.

A meta de Perdas Não Técnicas regulatório calculada através da equação 3.1 poderá ser alcançada através de uma trajetória linear ou, nos casos de ponto de partida superior ao valor da meta, através de um valor fixo sem trajetória.

3.3 Ponto de Partida e Trajetória

O ponto de partida indica o valor no qual a concessionária estará posicionada em relação ao valor de Perdas Não Técnicas regulatório no ano tarifário anterior ao da revisão tarifária. Segundo o novo proret, a equação do ponto de partida é a equação encontrada na expressão 3.2.

$$P.P(i) = 87,5\% * P_{cicloanterior}(i) + 12,5\% * P(i) \quad (3.2)$$

Onde:

P.P(i) = Ponto de Partida de Perdas Não Técnicas da concessionária (%);

P_{cicloanterior}(i) = Meta de Perdas Não Técnicas definida na revisão anterior da empresa;

P(i) = Média percentual de Perdas Não Técnicas praticado pela empresa nos últimos três anos civis.

Entretanto, visando estabelecer coerência regulatória, a ANEEL estipula um valor máximo de trajetória anual impedindo trajetórias muito rígidas e inalcançáveis para as distribuidoras.

³ as equações podem ser observadas nos arquivos disponíveis para o Submódulo 2.6 (www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret)

Porte	Condição	Regra
<i>Grupo1</i>	Perdas Não Técnicas > 6%	$\% \frac{3PerdasNãoTécnicasreg}{26} - \frac{9}{13}$
<i>Grupo1</i>	Perdas Não Técnicas \leq 6%	<i>Semtrajetória</i>
<i>Grupo2</i>	Perdas Não Técnicas > 2%	$\% \frac{3PerdasNãoTécnicasreg}{26} - \frac{6}{23}$
<i>Grupo2</i>	Perdas Não Técnicas \leq 2%	<i>Semtrajetória</i>

(3.3)

Para as áreas com severas restrições operativas (ASRO), as regras que estipulam as metas e ponto de partida são suavizadas de forma a compensar as dificuldades que as equipes de funcionários dessas concessionárias passam já que são áreas caracterizadas por altos índices de violência. A forma encontrada pelo órgão regulador para definir se uma concessão pode ser definida como ASRO foi a de correlacionar os logradouros com restrições de entrega de mercadoria. Através de um sorteio aleatório de logradouros na concessão, caso o índice de logradouros com restrição seja superior a 10%, a concessão poderá ser enquadrada como ASRO.

3.4 Comparação PRORET antigo/PRORET vigente

Analisando-se a 3ª e a 4ª revisão do PRORET, pode-se concluir que tanto o ranking de complexidade como a definição das metas continua seguindo os mesmos procedimentos, mesmo que a quantidade de modelos mude e a inclusão de novas variáveis afete os resultados, as equações que regem esses dois importantes pontos da metodologia seguem sem alterações, entretanto para o ponto de partida e para trajetória das perdas não técnicas regulatórias foram estipuladas novas equações.

No caso do ponto de partida, quando as versões do PRORET são comparadas observa-se uma diminuição na complexidade das equações, se antes existiam equações diferentes para os dois grupos agora uma única equação é aplicada para todas distribuidoras. Enquanto na metodologia anterior levava-se em consideração uma relação de máximos e mínimos entre a meta do ciclo tarifário anterior e a média das perdas não técnicas dos últimos 4 anos, agora a expressão pondera essas parcelas em uma razão 87,5/12,5 e utiliza as perdas não técnicas dos últimos 3 anos conforme previamente comentado na expressão 3.2. Tal alteração tende a garantir maior estabilidade aos valores de Ponto de Partida pois não apresentam coeficientes de saturação. Como as alterações são previamente discutidas e simuladas antes de serem aprovadas, infere-se que os resultados de ponto de partida estejam mais coerentes haja visto que para empresas com índices muito altos de perdas não técnicas os pontos de partida calculados pela metodologia anterior matematicamente eram muito rígidos e em boa parte das vezes inalcançável.

Porte	Versão	Regra
Grupo1	PRORET Vigente	$P.P(i) = 87,5\% * Pcicloanterior(i) + 12,5\% * P(i)$
Grupo1	PRORET Anterior	$PP = Max(7,5\%; Min(MetaAnt; MedPnt4anos))$
Grupo2	PRORET Vigente	$P.P(i) = 87,5\% * Pcicloanterior(i) + 12,5\% * P(i)$
Grupo2	PRORET Anterior	$PP = Max(2,5\%; Min(MetaAnt; MediaPnt4anos))$

(3.4)

Já para as trajetórias, as equações de limite de redução passaram por mudanças relacionadas aos coeficientes de saturação como pode se observar no quadro de expressões abaixo.

Porte	Condição	Regra	Versão
Grupo1	Perdas Não Técnicas > 6%	$\% \frac{3PerdasNãoTécnicasreg}{26} - \frac{9}{13}$	PRORET Vigente
Grupo1	Perdas Não Técnicas ≤ 6%	<i>Semtrajetória</i>	PRORET Vigente
Grupo2	Perdas Não Técnicas > 2%	$\% \frac{3PerdasNãoTécnicasreg}{26} - \frac{6}{23}$	PRORET Vigente
Grupo2	Perdas Não Técnicas ≤ 2%	<i>Semtrajetória</i>	PRORET Vigente
Grupo1	Perdas Não Técnicas > 7,5%	$\% \frac{PerdasNãoTécnicasreg}{8} - \frac{15}{16}$	PRORET Anterior
Grupo1	Perdas Não Técnicas ≤ 7,5%	<i>Semtrajetória</i>	PRORET Anterior
Grupo2	Perdas Não Técnicas > 11,5%	$\% \frac{PerdasNãoTécnicasreg}{8} - \frac{15}{16}$	PRORET Anterior
Grupo2	2,5% > Perdas Não Técnicas < 11,5%	0,5%	PRORET Anterior
Grupo2	Perdas Não Técnicas ≤ 2,5%	<i>Semtrajetória</i>	PRORET Anterior

(3.5)

Assim como para o ponto de partida, as equações de limitação da trajetória também foram amplamente discutidas no período de consulta pública e o que podemos concluir das alterações é que houve um aumento na rigidez das trajetórias, já que anteriormente para as empresas de grande porte (grupo 1) os percentuais de inexigibilidade de trajetória valiam 7,5% e agora valem 6%. O mesmo também pode ser comentado para as empresas de pequeno porte (grupo 2) com percentuais de inexigibilidade de trajetória que passaram de 2,5% para 2%.

4 Estudo de Caso

A consulta pública 029/2020 inaugurou uma nova discussão acerca da metodologia de tratamento das Perdas de Energia e das Receitas Irrecuperáveis constantes no Proret 2.6, o presente estudo tem como objetivo discorrer sobre a consulta pública em questão e comparar os impactos econômicos relativos aos resultados do fechamento da CP com a metodologia antiga que foi definida após discussões anteriores e perdurou de 2015 até 2021 e identificar como as alterações metodológicas podem afetar sensivelmente o balanço de caixa das concessionárias de distribuição no Brasil. Na subseção a seguir, estão detalhados os pontos mais debatidos durante a consulta pública e, posteriormente na subseção 4.2 estão detalhados o processo de cálculo para duas concessionárias de grande porte, Equatorial Piauí e Energisa Mato Grosso.

4.1 Consulta Pública 029/2020

No dia 9 de Abril de 2020 foi aberta a consulta pública 029/2020 dando prosseguimento às discussões acerca do tratamento das perdas não técnicas iniciadas no terceiro ciclo de revisões tarifárias (2011-2014). Desde a primeira versão do PRORET 2.6 a metodologia prevê um ponto de partida e definições de trajetórias para as concessionárias, entretanto as novas versões do PRORET sempre incorporam melhorias metodológicas, aperfeiçoando cada vez mais o processo e visando o aumento ao combate às perdas não técnicas. Durante as discussões é aberto um período para sugestões que muitas das vezes balizam as decisões tomadas pela ANEEL, nesse período a ANEEL recebe estudos das concessionárias ou quaisquer agentes interessados no assunto, sendo obrigatória a análise das contribuições por parte do órgão regulador. Durante a CP 029 foram catalogadas as principais sugestões enviadas pelos agentes, dentre elas destacam-se:

Quanto à metodologia, Foi proposto um novo processo de clusterização das empresas que seria utilizado pela ANEEL no cálculo das metas das empresas de grande porte. Ou seja, ao calcular as metas de perdas, a comparação entre os pares de empresas seria realizada considerando apenas que estivessem no cluster de grandeza e, agora, no mesmo cluster geográfico também. Entretanto essa contribuição não foi acatada pela ANEEL, já que diminuiria bastante a possibilidade de comparação entre distribuidoras e adicionaria ainda mais complexidade à metodologia.

Para a abertura da CP, a ANEEL utilizou a escolha das regressões através do método LASSO¹ que foi bastante criticado pelos agentes, os quais apresentaram estudos

¹ Trata-se de um tipo de regressão no qual os dados são reduzidos em direção a um ponto central e se mostra adequado para modelos com grandes níveis de multicolinearidade

com sólidos embasamentos teóricos contra a utilização do método, a ANEEL acatou as sugestões e por fim decidiu pela definição de premissas que estão descritas no tópico 3.1 desse documento.

Quanto às Variáveis, nos PRORETs anteriores as variáveis eram escolhidas com base em sua pertinência para explicar as Perdas Não Técnicas porém sem nenhum processo automático que realizasse essa escolha de variáveis, alguns agentes se posicionaram de forma conservadora e pediram a volta da seleção manual das variáveis, entretanto foi negado por parte do órgão regulador. Ainda acerca das variáveis, foram levantadas variáveis novas descritas nas contribuições dos agentes que foram incorporadas e serviram de base para a criação dos novos rankings de complexidade.

Quanto ao Ponto de Partida, por ser uma equação definida pelo regulador as contribuições foram diversas mas convergiram para uma suavização do ponto de partida para que o ponto de partida fosse mais alto e com isso uma maior parte das perdas regulatórias fosse reconhecida pelo regulador, a ANEEL escolheu utilizar a equação 3.2 que de certa forma agradou boa parte dos agentes.

Quanto à Meta, Na equação de definição da meta é utilizado o menor resultado como referência e esse foi o ponto de maior crítica por parte dos agentes que buscavam ao menos que o segundo menor resultado de referência fosse adotado, porém as contribuições não foram acatadas pelo regulador.

Quanto à Trajetória, Como o período recente do país vindo de recessão econômica e posteriormente pandemia contribuiu para um aumento nas Perdas Não Técnicas das distribuidoras, foi sugerido que a trajetória fosse um pouco relaxada e levasse em consideração o cenário econômico do Brasil, diversas contribuições solicitaram que a trajetória fosse alterada e, por fim, ficou decidido por se utilizar a equação 3.3 como limites de trajetória.

Quanto às Áreas de risco, Por se tratar de uma inovação na metodologia até então vigente, primeiramente foi proposto pela ANEEL um reconhecimento de 50% das Perdas Não Técnicas nas áreas consideradas de risco (através de estudo da concessionária), porém nas demais regiões o reconhecimento seria mais rígido a fim de compensar o relaxamento. Os agentes sugeriram que fosse reconhecido mais que os 50%, porém no fechamento foi criada uma variável de restrição por CEP que supriu a demanda das ASRO com maior precisão e sem uma definição ad hoc de um índice de reconhecimento de Perdas Não Técnicas regulatório.

4.2 Impactos Econômicos

A fim de comparar as duas versões mais recentes do PRORET (Versão 2.0 aprovada pela Resolução normativa nº 660/2015 e Versão 2.0 C aprovada pela Resolução normativa nº 1003/2022) foram calculados os impactos econômicos derivados da atualização metodológica para duas concessionárias de grande porte. Como premissa de cálculo foi escolhido a data de revisão tarifária para ambas concessionárias no 2º semestre de 2020, portanto utilizando-se os dados de perdas relativos à 2019 e para os valores de razão medido/faturado e perdas históricas foram utilizadas as perdas dos últimos 3 anos ou seja 2017, 2018 e 2019. As premissas foram tomadas com o intuito de comparar as metodologias de maneira equilibrada sem que haja interferência temporal nos resultados.

Para o devido cálculo do impacto econômico proveniente da alteração metodológica, foram simulados os valores da metodologia antiga e da metodologia nova para a Equatorial Piauí e para a Energisa Mato Grosso como pode ser observado nas seções a seguir.

4.2.1 Equatorial Piauí

A concessionária Equatorial Piauí faz parte do Grupo Equatorial que presta serviços de distribuição elétrica em diversos estados brasileiros como Maranhão, Pará, Alagoas, Pará, Piauí, Amapá e Rio Grande do Sul sendo responsável por cerca de 24% do território nacional e 12% dos consumidores do país. Além dos serviços relacionados a distribuição, o grupo equatorial também presta serviços de geração e transmissão. Quanto à concessionária em questão, a Equatorial Piauí possui área de concessão de cerca de 251 mil km² e atende por volta de 1,4 milhões de consumidores espalhados pelos 224 municípios do Piauí(EQUATORIAL, 2022).

4.2.1.1 Cálculo - PRORET novo

Conforme definida na equação 3.1, a meta da empresa é calculada através da matriz de probabilidades construída a partir do ranking de complexidade. O valor de referência é calculado para todas empresas comparáveis². A meta escolhida será aquela que apresentar o menor valor, a empresa comparada será o benchmark da Equatorial Piauí (como ficou definido a utilização de diversas regressões, a matriz de probabilidade é calculada através da média aritmética de cada célula de cada matriz de probabilidade resultando nos coeficientes encontrados no anexo A).

Aplicando a equação 3.1 para todas as empresas do grupo, encontra-se que o benchmark da Equatorial Piauí é outra empresa do grupo Equatorial, a Equatorial Maranhão antes conhecida como CEMAR com uma meta de 12,69% no ciclo tarifário.

² No caso da Equatorial Piauí, as empresas comparáveis são as empresas de grande porte

$$\begin{aligned}
 Meta(i) &= Prob(i) \times P_{bench} + [1 - Prob(i)] \times P(i) \\
 Meta(i) &= 11,90 \times 0,9722 + [1 - 0,9722] \times 27,41 \\
 Meta(i) &\approx 12,69\%
 \end{aligned}$$

Posterior ao cálculo da meta, define-se o ponto de partida que é o valor referido para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão tarifária. A equação do ponto de partida definida na expressão 3.2 para a Equatorial Piauí chega no seguinte valor:

$$\begin{aligned}
 P.P(i) &= 87,5\% * P_{cicloanterior}(i) + 12,5\% * P(i) \\
 P.P(i) &= 87,5\% * 13,97\% \times 27,41\% \\
 P.P(i) &\approx 15,65\%
 \end{aligned}$$

Observando o limite de redução anual para a trajetória definido nas equações do quadro 3.3 para o primeiro ano

$$\begin{aligned}
 limite &= \frac{3PerdasN\tilde{a}oT\acute{e}cnicasreg}{26} - \frac{9}{13} \\
 limite &= \frac{3 * 15,65}{26} - \frac{9}{13} \\
 limite &\approx 1.11\%
 \end{aligned}$$

Podemos calcular a trajetória de redução anual através da simples diferença entre meta e ponto de partida considerando os anos do ciclo, observando que o ciclo atual da Equatorial Piauí é de 5 anos, sua trajetória anual será:

$$\begin{aligned}
 trajet\acute{o}riaanual &= \frac{15,65 - 12,69}{5} \\
 trajet\acute{o}riaanual &\approx 0,59\%
 \end{aligned}$$

Como o valor de trajetória calculado é menor que o limite de redução anual previsto, então a trajetória continua com seu valor de redução anual de aproximadamente 0,59%. Por fim chegamos na trajetória de perdas regulatórias conforme a metodologia descrita no PRORET vigente, os percentuais podem ser observados no gráfico a seguir.

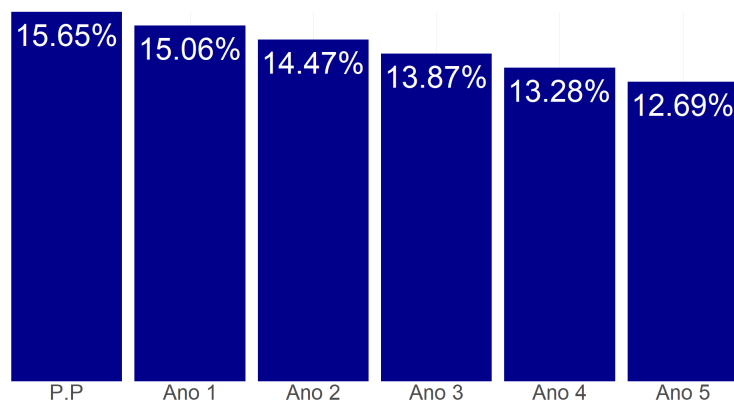


Figura 9 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET novo. Fonte: Elaboração Própria

4.2.1.2 Cálculo - PRORET antigo

Assim como calculado no PRORET vigente, no antigo PRORET o cálculo da trajetória de perdas não técnicas começa a partir da definição da meta regulatória, entretanto já que as regressões antigas eram realizadas com outras variáveis socioeconômicas, os resultados tanto de ranking de complexidade como de matriz de probabilidade são diferentes. Além do mais, anteriormente foram definidas apenas três regressões³ definidas como modelo C, G e K que formavam três matrizes de probabilidade diferentes. Segundo a metodologia, a partir das matrizes eram calculadas três metas e a meta resultante era a média aritmética dessas metas. Dessa maneira, o resultado da meta para a Equatorial Piauí segue a seguinte fórmula:

$$Meta(i) = \frac{\sum_{j=1}^n Meta_{i,j}}{n} \quad (4.1)$$

Onde:

Meta(i) = Meta da empresa (%);

Meta(i,j) = Meta de perdas da empresa i (%), conforme modelo j;

n = número de modelos

No cálculo antigo da meta usava-se o valor de perdas não técnicas reais medidos para o ano, nesse caso foi utilizado o valor de Perdas Não Técnicas para o ano de 2019, em contraste com a média dos últimos três anos como a metodologia vigente, resultando em:

³ Em contraste com o novo PRORET que considera 138 regressões

$$Meta(i) = \frac{13,39 + 12,67 + 13,18}{3}$$

$$Meta(i) \approx 13,08\%$$

Para a definição do ponto de partida, para as concessionárias de grande porte a equação utilizada era:

$$PP = Máximo(7,5\%; \text{Mínimo}(Metaanterior; MédiaPerdasNãoTécnicasdosúltimos3anos)) \quad (4.2)$$

Resultando em um ponto de partida de:

$$PP = Máximo(7,5\%; \text{Mínimo}(13,97\%; 27,46\%))$$

$$PP \approx 13,97\%$$

A equação original utiliza a média dos últimos 4 anos, porém como explicado anteriormente a fim de se manter uma regularidade temporal se utilizou a média dos últimos 3 anos. Já para o limite de redução anual da trajetória, a equação para as concessionárias de grande porte era:

$$limite = \frac{PerdasNãoTécnicasregulatório}{8} - \frac{15}{16} \quad (4.3)$$

portanto, para o caso da Equatorial Piauí:

$$limite = \frac{13,97}{8} - \frac{15}{16}$$

$$limite \approx 0,81\%$$

Para o cálculo a trajetória, não houve alterações e o cálculo permaneceu a diferença entre a meta e o ponto de partida dividido pela quantidade de anos do ciclo tarifário, então:

$$trajetóriaanual = \frac{13,97 - 13,08}{5}$$

$$trajetóriaanual \approx 0,18\%$$

Como o valor da trajetória é inferior ao limite de redução anual, então a trajetória observará o decréscimo de 0,18% ao ano de perdas regulatórias para a Equatorial Piauí que ficaria com a trajetória exemplificada no gráfico a seguir.

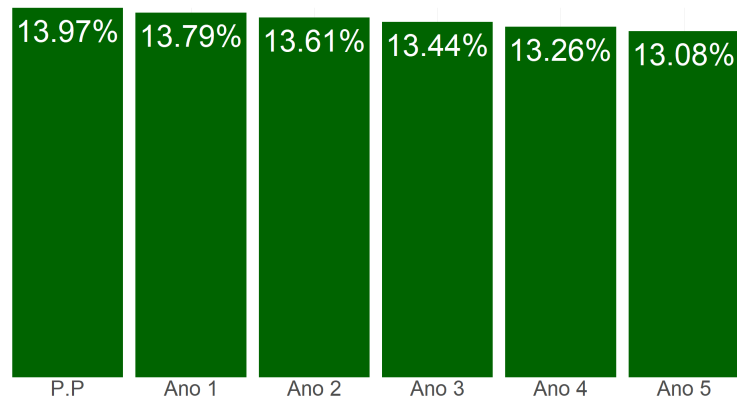


Figura 10 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET antigo. Fonte: Elaboração Própria

4.2.1.3 Resultado do Impacto Econômico

Para o cálculo do impacto econômico resultante entre as mudanças de metodologia, observa-se a diferença em % entre os anos do ciclo tarifário, como destacado na figura a seguir.

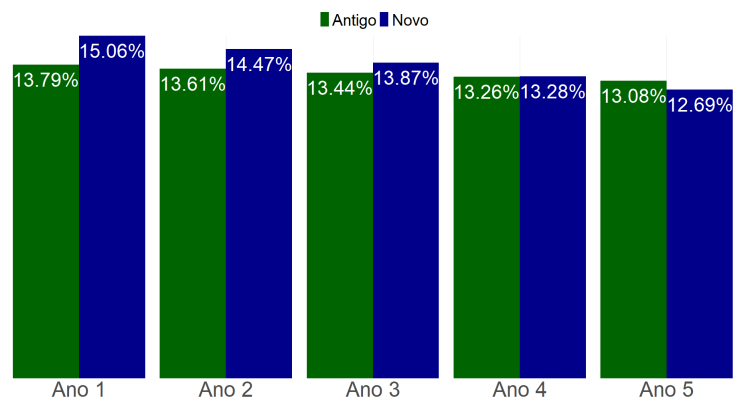


Figura 11 – Comparação Perdas Não Técnicas entre metodologias. Fonte: Elaboração Própria

Com as diferenças percentuais, o impacto a cada ano da concessionária em valor bruto pode ser encontrado multiplicando-se as diferenças pela multiplicação entre o mercado baixa tensão e o preço médio de energia⁴. Para o presente estudo utilizou-se os valores de 2020 tanto de mercado baixa tensão como de preço médio (Pmix). Segue-se então a seguinte equação:

$$Impacto(i) = \Delta\%Reg \times (Mercado_{MWh} \times P_{mix}) \quad (4.4)$$

⁴ tanto o mercado de baixa tensão como o preço médio de energia utilizados podem ser extraídos dos arquivos de processos tarifários encontrados no endereço eletrônico da ANEEL

As diferenças regulatórias podem ser observadas na figura abaixo, sendo os valores destacados em verde aqueles responsáveis por um impacto econômico positivo para a empresa e os valores em vermelho responsáveis por um impacto negativo.

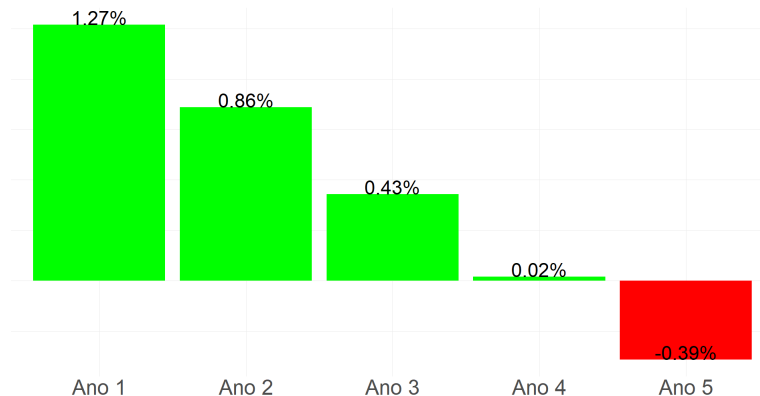


Figura 12 – Diferenças entre percentuais regulatórios. Fonte: Elaboração Própria

Considerando o valor do preço médio da Equatorial Piauí em 185,91 R\$ por MWh e seu mercado de baixa tensão de 2.822.134 MWh, seu impacto econômico total no ciclo é de aproximadamente 11,5 milhões de reais, sendo a nova metodologia benéfica para a concessionária pelo menos durante o ciclo vigente, como pode se observar na figura abaixo.

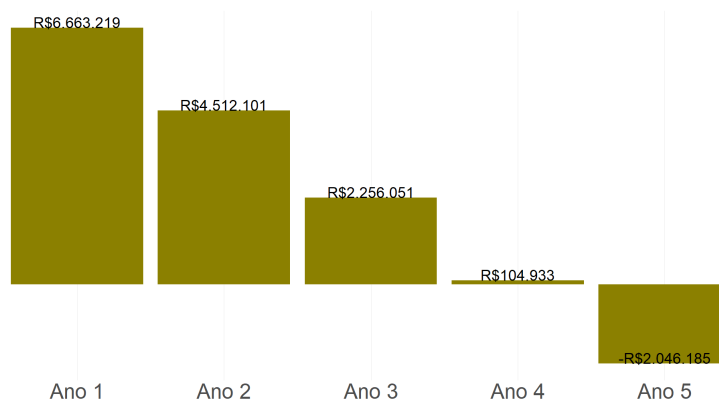


Figura 13 – Impacto Econômico - Equatorial Piauí. Fonte: Elaboração Própria

4.2.2 Energisa Mato Grosso

A concessionária Energisa Mato Grosso faz parte do Grupo Energisa, o grupo mais numeroso no setor de distribuição brasileiro com o controle de 11 concessionárias ao redor do território nacional. Além de operar no Mato Grosso, a energisa também apresenta concessões em estados como Acre, Minas Gerais, Mato Grosso, Rio de Janeiro, Paraíba, Rondônia, Sergipe, Tocantins, Paraná e São Paulo. Fornecem energia para cerca de 862 municípios atendendo por volta de 7,7 milhões de consumidores. Assim como o grupo Equatorial, também prestam serviços de transmissão e geração (ENERGISA, 2022).

4.2.2.1 Cálculo - PRORET novo

Assim como calculado para a Equatorial Piauí, faz-se necessário calcular a meta de perdas não técnicas para a Energisa Mato Grosso, por serem empresas de grande porte as duas concessionárias são comparadas com as mesmas empresas, a matriz de probabilidade pode ser observada no anexo A.

Aplicando a equação 3.1 para todas as empresas do grupo, encontra-se que o benchmark da Energisa Mato Grosso é a COSERN com uma meta de 5,74% no ciclo tarifário.

$$\begin{aligned} Meta(i) &= Prob(i) \times P_{bench} + [1 - Prob(i) \times P(i)] \\ Meta(i) &= 0,5759 \times 3,17 + [1 - 0,5759] \times 9,25 \\ Meta(i) &\approx 5,74\% \end{aligned}$$

Posterior ao cálculo da meta, define-se o ponto de partida. A equação do ponto de partida definida na expressão 3.2 para a Energisa Mato Grosso aponta para o seguinte valor:

$$\begin{aligned} P.P(i) &= 87,5\% * P_{cicloanterior}(i) + 12,5\% * P(i) \\ P.P(i) &= 87,5\% * 6,94\% + 12,5\% * 9,25\% \\ P.P(i) &\approx 7,23\% \end{aligned}$$

Observando o limite de redução anual para a trajetória definido nas equações do quadro 3.3 para o primeiro ano

$$\begin{aligned} limite &= \frac{3PerdasN\tilde{a}oT\acute{e}cnicasreg}{26} - \frac{9}{13} \\ limite &= \frac{3 * 7,23}{26} - \frac{9}{13} \\ limite &\approx 0,14\% \end{aligned}$$

Podemos calcular a trajetória de redução anual através da simples diferença entre meta e ponto de partida considerando os anos do ciclo, observando que o ciclo atual da Energisa Mato Grosso também é de 5 anos, sua trajetória anual será:

$$\begin{aligned} trajet\acute{o}riaanual &= \frac{7,23 - 5,74}{5} \\ trajet\acute{o}riaanual &\approx 0,3\% \end{aligned}$$

Como o limite de redução anual é inferior ao valor de trajetória calculado, a trajetória será definida a partir do limite de redução que diminua a cada ano tarifário ocasionando em uma trajetória com os percentuais regulatórios destacados no gráfico abaixo.

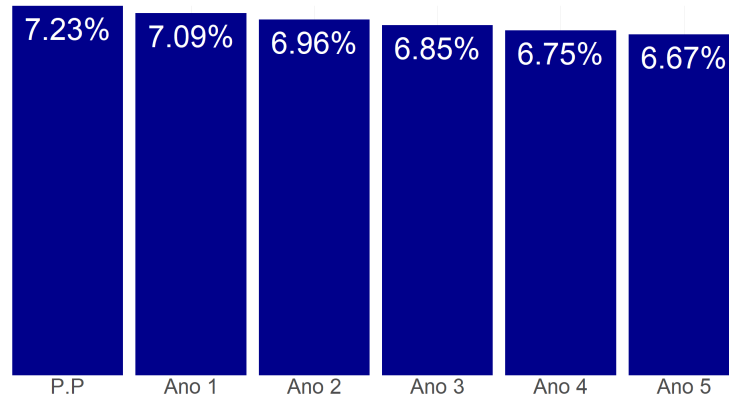


Figura 14 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET novo. Fonte: Elaboração Própria

4.2.2.2 Cálculo - PRORET antigo

Conforme explicitado na equação 4.1, o cálculo da meta conforme antiga metodologia aplicada pela ANEEL é obtida através da média das metas dos modelos C, G e K que para o caso da Energisa Mato Grosso resulta na seguinte meta:

$$Meta(i) = \frac{2,81 + 3,10 + 3,19}{3}$$

$$Meta(i) \approx 3,03\%$$

Já para o ponto de partida, seguindo a mesma equação utilizada para a Equatorial piauí (4.2), chega-se no seguinte resultado:

$$PP = Máximo(7,5\%; Mínimo(6,94\%; 9,22\%))$$

$$PP \approx 7,5\%$$

Com um percentual regulatório para o ponto de partida de 7,5%, a Energisa Mato Grosso encontra o limite inferior de Perdas Não Técnicas regulatório e, portanto, não apresenta trajetória de redução com um valor fixo de 7,5% para todo o ciclo.

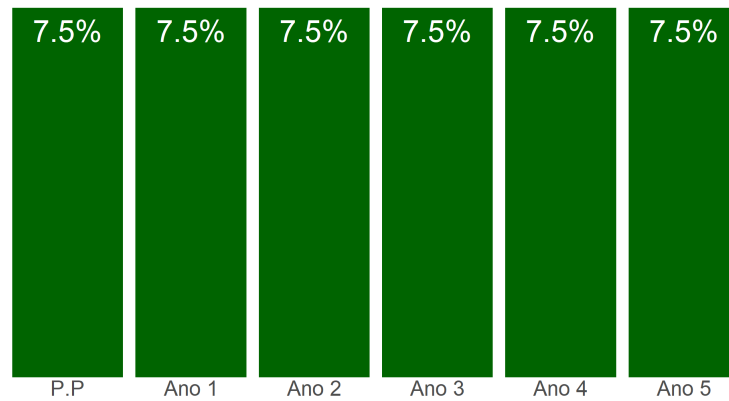


Figura 15 – Percentuais de Perdas Não Técnicas segundo PRORET antigo. Fonte: Elaboração Própria

4.2.2.3 Resultado do Impacto Econômico

Assim como para a Equatorial Piauí, calcula-se o impacto econômico através das diferenças entre as Perdas Não Técnicas regulatórias das metodologias, no caso da Energisa Mato Grosso para todos anos a diferença entre o percentual regulatório segundo metodologia nova e percentual regulatório segundo metodologia antiga é negativo, como destacado nas duas figuras a seguir.

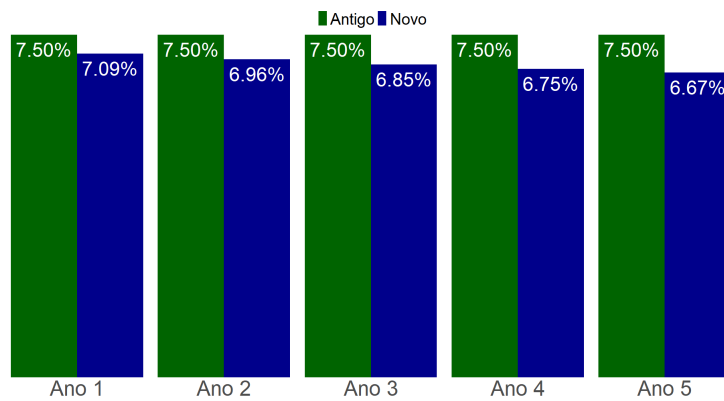


Figura 16 – Comparação Perdas Não Técnicas entre metodologias. Fonte: Elaboração Própria

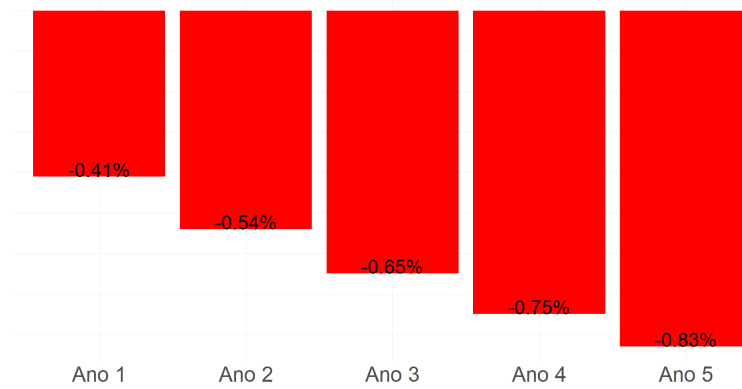


Figura 17 – Diferenças entre percentuais regulatórios. Fonte: Elaboração Própria

Como o mercado de baixa tensão da Energisa Mato Grosso para o ano de 2020 é de 5.687.986 MWh e o preço médio de energia é de 232,96 R\$ por MWh, então ao aplicar a equação 4.4 chegamos no valor de aproximadamente -42 milhões de reais de impacto econômico para a concessionária, portanto a nova metodologia tende a ser prejudicial pelo menos no ciclo tarifário vigente.

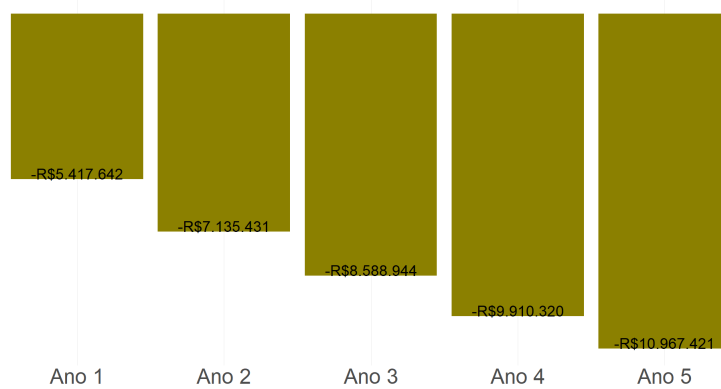


Figura 18 – Impacto Econômico - EMT. Fonte: Elaboração Própria

5 Considerações Finais

O presente trabalho foi realizado como forma de analisar o contexto no qual as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil têm suas perdas não técnicas tratadas pelo regulador federal. Como forma de se entender de maneira prática o funcionamento da metodologia foram realizadas simulações para duas concessionárias de grande porte que resultaram em impactos econômicos contrários, enquanto a Equatorial Piauí apresentou impacto econômico positivo, a Energisa Mato Grosso obteve impacto econômico negativo. Os resultados referem-se ao curto prazo e portanto não devem ser extrapolados para os demais ciclos tarifários, ou seja, um impacto positivo no ciclo em questão não necessariamente indica uma melhoria financeira a longo prazo e vice-versa.

A partir dos resultados, podemos destacar a importância das contribuições e das discussões frente ao regulador durante os períodos de consulta pública e tomada de subsídios, tendo visto os grandes resultados financeiros passíveis de serem obtidos. Mesmo não sendo tratado de maneira direta no presente estudo, é importante salientar que as metodologias abordadas buscam sempre uma melhoria do setor de distribuição como um todo visando a melhoria contínua nos serviços. Entende-se que a atualização da metodologia trouxe maior robustez ao tratamento das perdas não técnicas principalmente pela nova forma de se obterem as metas regulatórias de cada empresa. Agora, com a seleção automatizada de variáveis e com a escolha de centenas de modelos, as peculiaridades das concessões podem ser analisadas de maneira integral e contribuem para um melhor tratamento das concessões de distribuição elétrica do país.

Para próximos trabalhos sugere-se uma análise de longo prazo visando uma análise mais robusta a partir de cenários projetados de perdas não técnicas para se avaliar melhor o comportamento da metodologia a medida que as concessionárias apresentem evolução nos índices de atendimento ao público e redução de perdas não técnicas.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição, módulo 7*. [S.l.], 2021. Citado na página 14.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulos*. 2021. <https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-2-6/654800>. [Online; acessado em 25 de outubro de 2021]. Citado na página 17.

ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/orgaos/agencia-nacional-de-energia-eletrica>'>. Citado na página 21.

ANEEL. *Dados abertos, ANEEL*. 2022. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/>'>. Citado na página 21.

ANEEL. *Perdas de Energia*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>'>. Citado na página 23.

ANEEL. *Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>'>. Citado na página 25.

COSTA, D. A. Perdas técnicas e não técnicas de energia: Uma revisão sobre o contexto atual do sistema elétrico brasileiro. 2020. Disponível em: <https://www3.dti.ufv.br/sig_del/consultar/download/406>. Citado na página 17.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021*. [S.l.], 2022. Citado na página 17.

ENERGISA. *Institucional, Sobre a Energisa*. 2022. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/institucional/paginas/sobre-energisa.aspx>'>. Citado na página 40.

EQUATORIAL. *Nossos negócios, Distribuição*. 2022. Disponível em: <<https://www.equatorialenergia.com.br/nossos-negocios/distribuicao/>'>. Citado na página 35.

FRANCELINO, M. G. Perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica em sistemas de transmissão e distribuição. 2018. Citado na página 26.

GANIM, A. Aspectos regulamentares. In: *Setor Elétrico Brasileiro*. [S.l.: s.n.], 2019. v. 3. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 20.

IEA. *Data and statistics*. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>'>. Citado na página 18.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico*. [S.l.], 2017. Citado na página 24.

ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

TEIXEIRA, J. R. L. Perdas não técnicas: Uma análise do setor de distribuição de energia elétrica no estado de goiás no período de 2009 a 2019. 2020. Disponível em: <<https://repositorio.pucgoias.edu.br/jspui/handle/123456789/887>>. Citado na página 24.

Anexos

